

**EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO
ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO
ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR**

**AUTOR:
VICTOR DAVID PAUCAR ÑACATO**

**TUTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito D.M., junio 2021

Victor David Paucar Ñacato

EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Victor David Paucar Ñacato (Y'1997). Realizó sus estudios secundarios en el colegio “Unidad Educativa Naval Comandante Cesar Endara Peñaherrera”, se graduó de Bachiller en Ciencias. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo de investigación se basa en la expansión de sistemas de transmisión óptima considerando el comportamiento bajo un ataque intencional y analizar la estabilidad angular del sistema durante y después de ataques intencionales. vpaucarn@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981). Se graduó como Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en el año 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group).

dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

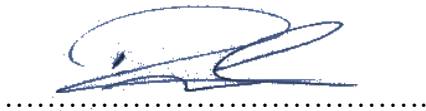
©2021 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR* realizado por Victor David Paucar Ñacato, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., junio de 2021



Diego Francisco Carrión Galarza
C.C.: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Victor David Paucar Ñacato, con documento de identificación N° 1721134839, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



.....

Victor David Paucar Ñacato

C.C.: 1721134839

Quito, D.M., junio de 2021

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA DC	4
PLANEACIÓN EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	5
ESTABILIDAD ANGULAR.....	6
4.1 Estabilidad angular sistema multimaquina.....	8
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	8
5.1 Expansión óptima y estabilidad angular.....	8
5.2 Metodología Expansión Óptima.....	11
ANÁLISIS DE RESULTADOS	12
6.1 Modelo de prueba Garver caso base	12
6.2 Modelo de prueba Garver caso 1	12
6.3 Modelo de prueba Garver caso 2.....	13
6.4 Modelo de prueba IEEE 24 barras caso base	14
6.5 Modelo de prueba IEEE 24 barras caso 1	15
6.6 Modelo de prueba IEEE 24 barras caso 2	16
6.7 Índice de contingencias	17
6.8 Estabilidad angular	17
CONCLUSIONES	18
TRABAJOS FUTUROS Y RECOMENDACIONES.....	18
REFERENCIAS	18
9.1 Matriz de Estado del Arte.....	23
9.2 Resumen de Indicadores.....	26

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva P- δ [37]	7
Figura 2. TEP óptimo modelo Garver caso base.....	12
Figura 3. Potencia Activa Pij modelo Garver caso base.	12
Figura 4. Potencia Activa Pij modelo Garver caso base.	12
Figura 5. Potencia Activa generadores modelo Garver caso 1.	13
Figura 6. FOP-DC caso base-caso 1 Sistema Garver.....	13
Figura 7. Potencia activa generadores modelo Garver Caso 1.....	13
Figura 8. TEP óptimo modelo Garver Caso 2.....	14
Figura 9. FOP-DC caso base-caso 2 Sistema Garver.....	14
Figura 10. Potencia activa generadores Sistema Garver caso 2.....	14
Figura 11. TEP óptimo modelo IEEE 24 barras caso base.	14
Figura 12. Potencia activa Pij modelo IEEE 24 barras caso base.....	15
Figura 13. Potencia activa generadores modelo IEEE 24 barras caso base.	15
Figura 14. TEP óptimo modelo IEEE 24 barras caso 1	15
Figura 15. FOP-DC caso base-caso1 modelo IEEE 24 barras.	15
Figura 16. Potencia activa generadores modelo IEEE 24 barras caso 1.	16
Figura 17. TEP óptimo modelo IEEE 24 barras caso 2.	16
Figura 18. FOP-DC caso base-caso2 modelo IEEE 24.....	16
Figura 19. Potencia activa generadores modelo IEEE 24 barras caso 2.	16
Figura 20. Análisis curva P- δ contingencias en sistema Garver.	17
Figura 21. Análisis curva P- δ contingencias en sistema IEEE 24 barras.....	17
Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	26
Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	26
Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte	27

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de las unidades de generación Sistema Garver.....	9
Tabla 2. Demanda en cada bus Sistema Garver.	9
Tabla 3. Características de la red Sistema Garver.....	9
Tabla 4. Características de las unidades de generación Sistema IEEE 24 barras.	9
Tabla 5. Demanda en cada bus Sistema IEEE 24 barras.....	9
Tabla 6. Características de la red Sistema IEEE 24 barras.	9
Tabla 7. Ranking índice de contingencias sistema Garver.	17
Tabla 8. Ranking índice de contingencias sistema IEEE 24 Barras.	17
Tabla 9. Matriz de estado del arte	23

EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR

Resumen

En los sistemas eléctricos de potencia una de las principales problemáticas es tener una correcta planeación de expansión del sistema de transmisión (TEP), tomando en cuenta ataques intencionales que en la actualidad son más comunes debido a que las líneas de transmisión tienen un área geográfica muy extensa. Se enmarca un análisis de reforzamiento de los sistemas de potencia (SEP) a través de una optimización que permita ver que líneas de transmisión se deben aumentar en los sistemas analizados. Para este estudio se implementó una optimización en donde permite ver las líneas de transmisión candidatas con un objetivo de planeación de diez años, a través de flujos óptimos de potencia DC, donde se plantearon parámetros de análisis de solo considerar potencia activa y voltaje modular de 1 p.u en todas las barras de los sistemas. Los ataques intencionales realizados se lo hicieron aleatoriamente en los dos sistemas analizados donde se realiza un ranking de índice de contingencias que permite saber cuál de estas contingencias pueden afectar más al sistema. Finalmente se realizó un análisis a la estabilidad de los sistemas comparando antes, durante y después de las contingencias realizadas en donde se comprobó que aplicando las optimizaciones los sistemas se mantienen estables a pesar de los ataques intencionales realizados.

Palabras Clave: Planeación de expansión, Sistema de transmisión, Índice de contingencias, estabilidad angular.

Abstract

In electrical power systems, one of the main problems is to have a correct transmission system expansion planning (TEP), taking into account intentional attacks that are currently more common because that transmission lines have a very geographic area extensive. An analysis of reinforcement of the power systems (SEP) is framed through an optimization that allows seeing which transmission lines should be increased in the analyzed systems. For this study, an optimization was implemented where it allows seeing the candidate transmission lines with a planning objective of ten years, through optimal flows of DC power where analysis parameters were proposed to only consider active power and modular voltage of 1 p.u on all bars of the systems. The intentional attacks carried out were done randomly in the two systems analyzed, where a contingency index ranking is carried out that allows knowing which of these contingencies can affect the system the most. Finally, an analysis of the stability of the systems was carried out, comparing before, during and after the contingencies carried out, where it was found that by applying the optimizations the systems remain stable despite the intentional attacks carried out.

Keywords: Transmission expansion planning, transmission system, contingency index, angular stability.

1 Introducción

La expansión de los sistemas de transmisión es fundamental para un correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia [1], [2], para ello se debe tomar en cuenta diferentes aspectos que puedan garantizar que el sistema tenga un correcto funcionamiento haciéndolo confiable dependiendo de las restricciones que se van a considerar [3]. Una de las principales problemáticas para una correcta expansión de un sistema de transmisión son las desviaciones angulares que pueden afectar a la estabilidad del sistema [4]. Generalmente los TEP (Planeación de expansión de transmisión) en muchos casos su objetivo es que el sistema siempre mantenga su operatividad.

Un problema que se está volviendo común para realizar una óptima expansión de los sistemas de transmisión son los ataques intencionales lo que hace que la expansión se vuelva un desafío en realizar una red más robusta que permita que estos ataques no afecten al sistema [5]–[7].

Los ataques intencionales cada vez son más comunes y varios de estos pueden desestabilizar el sistema de potencia. Los ataques intencionales físicos se los realiza a las redes eléctricas de transmisión según [5], [8], [9], esto es debido a las grandes extensiones geográficas en donde se encuentran, por ende, su vulnerabilidad aumenta al no poder identificar en donde exactamente fue el ataque. El problema más importante y en donde está enfocado, es los ataques intencionales físicos, (PIAs), según estadísticas han afectado en mayor proporción los sistemas de transmisión [10]–[13], se debe a que la accesibilidad es más fácil por las grandes extensiones geográficas que poseen en comparación con los sistemas de generación.

Los ataques intencionales físicos se los considera eventos inciertos ya que no se pueden predecir, esto se debe a que no se sabe cuándo va a ocurrir alguno de ellos, estos escenarios son considerados como un ataque intencional [14], esto va ayudar para ver qué es lo que sucede durante y después de cada escenario con la estabilidad angular de nuestro sistema. El método más común que se utiliza en el TEP son los flujos óptimos de potencia DC (FOP-DC), debido a que en este método solo se toma en cuenta el voltaje que es igual en todos los nodos y la potencia activa que se hace que tenga una complejidad muy baja [15], [16]. El método que más se acerca a la realidad es un flujo óptimo de potencia AC (FOP-AC) ya que se consideran todos los aspectos del sistema eléctrico de potencia [17]–[19], esto conlleva a que la opción matemática utilizada será realizada mediante programación no lineal [20], [21].

Los FOP-DC tiene una restricción muy relevante y fundamental para poder utilizar este modelo, solo se usa potencia activa y voltajes modulares, por ende se debe considerar las pérdidas ya que el sistema debe ser estable [22], [23], algunas de las desventajas que presenta el modelo de FPO-DC es no considerar potencia reactiva lo que repercute en no poder considerar más restricciones [24]–[26], para este caso se los aplica para sistemas pequeños como el sistema Garver de 6 barras y de 24 barras.

Para una óptima TEP la función objetivo es principal, esto garantiza que la energía eléctrica sea continua, pero siempre garantizando calidad y confiabilidad [27], [28]. Para esto se requiere nuevas alternativas que puedan integrar todas las incertidumbres, que va a tener una mejor eficacia en el TEP [29], [30].

Debido a la gran cantidad de modelos para la planificación del sistema eléctrico de potencia (SEP), es necesario un agrupamiento para que los modelos sean adecuados, para esto los métodos convencionales no garantizan el agrupamiento [31], [32]. Es indispensable considerar algunos problemas como es la flexibilidad operativa en la etapa de planificación, esto lleva a que haya restricciones de flexibilidad, estas son agregadas a los modelos del SEP en simulaciones de operación ya que son a largo plazo caso contrario los resultados de la planificación no pueden ser correctos, en consecuencia los modelos de expansión tanto de transmisión como de generación son diseñados para plazos largos esto permite tomar decisiones y tener una inversión óptima [33]. El problema de operación se debe considerar la unidad diaria que se va a utilizar en el modelo de planificación, para ello es importante en cálculo de una unidad diaria en cada día del año por ello la optimización es muy importante para resolver el problema [33], [34].

El TEP siempre posee una función objetivo que permita optimizar y garantizar que el suministro eléctrico sea continuo y con una calidad y confiabilidad alta siempre reduciendo costos en lo que se refiere a construcción, operación y generación. Para lograr una planificación óptima se debe tomar en cuenta esquemas correctivos y preventivos, se debe manejar las contingencias de las líneas de transmisión, donde se debe determinar un problema, con ello realizar simulaciones para que el sistema de posibles soluciones y si es aceptable la optimización será adecuada para la expansión de la transmisión [1], [35].

Los sistemas eléctricos de potencia poseen una estabilidad del sistema de

energía, cuando está dada inicialmente una condición operativa la cual para después de una perturbación física recupere un estado de equilibrio [36], la mayoría de las variables deben ser limitadas esto se da para que el sistema permanezca intacto, se considera como solo un sistema interconectado equivalente. La estabilidad puede tener algunos intereses como el de generadores, cargas en donde se pueden analizar la estabilidad del sistema [37]–[40].

La estabilidad angular que se va a analizar en este caso va a ser una estabilidad que es afectada por un ataque intencional, en este caso se lo va a representar por escenarios los cuales pueden ser afectados o no a la estabilidad del sistema, a través de eso optimizar nuestro sistema para que sea más robusto y no se vea afectado por ninguno ataque intencional físico [41].

La optimización del TEP es fundamental ya que se analiza los ataques intencionales en el que se presentan como escenarios [41], llevando a que la investigación sea enfocada también en la estabilidad angular, producto de ese ataque se debe realizar un análisis si el sistema es capaz de ser estable durante y después del ataque que se realiza, el método que se va a aplicar es los flujos óptimos de potencia a través de una programación lineal, a diferencia de otros trabajos en donde solo se enfocan en el análisis solo de optimización de planeación de sistemas de transmisión aquí también se incluye el comportamiento del sistema considerando la estabilidad angular.

La investigación de aquí en adelante se dividirá de la siguiente manera:

Se revisará conceptos que influyen en la planeación de expansión de transmisión (2. Flujos óptimos de potencia DC FOP-DC), como también la planeación

irresolución de problemas adversos (3. Planeación de expansión de sistemas de transmisión TEP) y estabilidad angular mediante un análisis de la técnica de áreas iguales mediante la curva $P-\delta$ (4. Estabilidad Angular). Tomando en cuenta los conceptos y los trabajos realizados se realizará la descripción del problema, por lo que se genera una optimización con una programación lineal debido al FOP-DC cuando se ve perturbado por un ataque intencional y después de ello ver estabilidad angular del sistema se evaluará en los modelos Garver y IEEE 24 barras (5. Formulación del problema). En la sexta parte se analizará los resultados obtenidos (6. Análisis de resultados) seguido por la conclusión (7. Conclusiones).

2 Flujos óptimos de potencia DC

La definición de flujo óptimo de potencia se generó en los años sesenta una de las primeras soluciones que fueron propuestas fue el de Carpentier que después uno de los métodos que son más reconocidos son el que proponen Dommel y Tinney este modelo es una de los más reconocidos por la literatura existente sobre los flujos óptimos de potencia [26].

Los flujos óptimos de potencia se han dividido en dos categorías en optimización matemática clásica y por otro lado las que se basan en las técnicas heurísticas, en los primeros grupos se encuentran modelos de programación no lineal [42], cuadrática, newton y gradiente, para este caso se usa la programación lineal debido a que él se utiliza un FOP-DC. Los procedimientos de los flujos óptimos de potencia se mezclan en diferentes métodos como son los heurísticos y principalmente en algoritmos matemáticos que se utilizan para la optimización que por ende

involucra en programaciones que van a depender del método aplicado como son la programación lineal y no lineal [1], [43]. Las optimizaciones son muy fundamentales para encontrar soluciones factibles y competitivas [44], pero se puede decir que la optimización, los modelos pueden ser genéricos y se pueden aplicar para diferentes tipos de modelos en los que se puede aplicar.

Los flujos óptimos de potencia son utilizados en los sistemas eléctricos en la que se requieren muchas restricciones como son la potencia activa, reactiva y derivaciones que existen en los transformadores y en el cambio de los ángulos de fase para un control del sistema, consiste en utilizar un método para un flujo, técnicas para el correcto despacho considerando el equilibrio de los parámetros [45].

En los modelos de flujo de potencia se desarrollan con diferentes restricciones esto va a depender del caso en el que va utilizar, pero por lo general en los FOP-DC se considera las magnitudes del voltaje sean constantes en cada uno de los nodos dependiendo el sistema con una resistencia en las líneas muy pequeñas en comparación con la admitancia de cada una de ellas, lo que por resultado es que no existan pérdidas en las líneas de transmisión [46]. Los FOP-DC se analizan en los sistemas eléctricos de potencia, se descarta potencia reactiva y tampoco se consideran las pérdidas que existe en el sistema los voltajes nodales son 1 p.u, la función objetivo lo que busca es tener un correcto TEP la función objetivo está dada en (1), esto es para minimizar los costos de producción que está dada en (2) por ende las características de las plantas generadoras se ven condicionadas, en (3) se determina el flujo máximo que puede circular por una línea de transmisión, el balance entre la generación, demanda y el flujo de

energía en (4), en (5) el flujo de energía que circula por cada una de las líneas de transmisión considerando su susceptancia [47].

$$\text{Min OF} = \sum_{g=1}^{n_G} (C_g * P_g) \quad (1)$$

$$C_g * P_g = a_g * P_g^2 + b_g * P_g + c_g; \forall g \in n_G$$

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max}; \forall g \in n_G \quad (2)$$

$$P_{ij}(\beta, \varphi) \leq P_{ij}^{\max}; \forall i, j \in n_{bus} \text{ and } i \neq j \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{bus}} P_{ij} = P_G - P_D; \forall i, j \in n_{bus} \quad (4)$$

$$P_{ij} = \sum_{i=1}^{n_{bus}} B_{ij} * (\varphi_i - \varphi_j); \forall i \neq j \quad (5)$$

Donde:

n_D	Conjunto de cargas de sistema eléctrico de potencia.
n_G	Conjunto de generadores del sistema eléctrico de potencia.
n_{bus}	Conjunto de buses del sistema eléctrico de potencia.
C_g	Costo de producción de cada generador [$\$/MWh$].
P_g	Potencia activa de cada generador.
a, b, c	Coefficientes de costo de producción.
P_i	Potencia inyectada en el bus i .
P_G	Potencia activa total generada.
P_g^{\max}	Potencia activa máxima del generador.
P_g^{\min}	Potencia activa mínima del generador.
P_{ij}^{\max}	Potencia activa máxima del flujo de potencia rama i, j .

P_D	Potencia activa total consumida.
B_{ij}	Susceptancia de la rama i, j .
φ_i, φ_j	Ángulos de voltajes nodos i, j .

3 Planeación expansión de transmisión

Para los sistemas de transmisión es muy importante la planificación ya que nos garantiza un adecuado y óptimo suministro de electricidad, basándose en los crecimientos que existan de la demanda, la planificación debe tener la capacidad de poder resolver problemas que pueden ser adversos como un ataque intencional físico considerando la topología del sistema eléctrico de potencia y también dependiendo de las limitaciones [48], [49].

Por lo general los sistemas de transmisión tienen un problema de planificación que se pueden resolver por FOP-DC ya que la resolución es sencilla debido a que se considera un problema por optimización lineal, esto conlleva a que la solución del problema va a ser mucho menor en comparación con otros métodos esto debido a la simplicidad de un flujo óptimo de potencia DC, por lo tanto la resolución es una aproximación con que posee un error reducido por no tener en cuenta algunas variables como la potencia reactiva, tomando en cuenta que las tensiones en cada uno de los nodos son uno por unidad [50].

El TEP se lo debe realizar con anticipación ya que debe haber una planificación en las construcciones en donde se deben considerar acciones a corto, mediano y largo plazo. Las planificaciones a corto plazo se las realiza para analizar las limitaciones operativas que tiene el sistema y por ende ofrecer soluciones para que el servicio eléctrico no se vea afectado con la calidad que debe

poseer [47]. Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad son sistemas que tienen gran complejidad, para ello se debe proponer una planificación de expansión de sistemas de transmisión (TEP), el problema más general del TEP es la optimización, una correcta planificación de los sistemas de transmisión nos hace un sistema más robusto que garantiza que si hay algún ataque intencional no lo afecte [51].

Para el TEP se define una función objetivo que se la representa en (6), la función objetivo está ligada a (7) y (8) que va a depender de los costos iniciales de operación. En (9), (10), (11) y (12) consideran la cargabilidad máxima de las líneas de transmisión y respetando los límites de operación de los generadores (13) y el equilibrio de potencia demanda generación (14), las ecuaciones propuestas son planteadas en [47].

$$\min OF = T * OC + IC \quad (6)$$

$$OC = \sum_{i=1}^{n_{bus}} (C_{G_i} * P_{G_i}) : \forall G \in n_G \quad (7)$$

$$IC = (n_{ij}^o + \sum \alpha_{ij}^k) * CL_i \quad (8)$$

$$P_{IJ}^k - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad (9)$$

$$P_{IJ}^k - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq (1 - \alpha_{ij}^k)M \quad (10)$$

$$M = \max ij * B_{ij} (\delta_i - \delta_j) \quad (11)$$

$$-P_{ij}^{max} * \alpha_{ij}^k \leq P_{ij}^{max} * \alpha_{ij}^k, \forall i, j \in n_L \quad (12)$$

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{max} ; \forall G_i \in n_G \quad (13)$$

$$\sum P_{ij} = \sum P_G - (LS_i + L_i) ; \forall i, j \in n_{bus} \quad (14)$$

Donde:

T	Periodo de planificación.
OC	Costo de operación
n_{ij}^o	Estado inicial entre los buses i, j .
IC	Costo inicial de operación
α_{ij}^k	Variable binaria para selección de la rama entre buses i, j .
CL_i	Costo de la línea candidata.
LS_i	Desconexión de carga en el bus i .
L_i	Carga en el bus i .

4 Estabilidad angular

La estabilidad angular tiene un principal enfoque en que la del ángulo del rotor tiene la capacidad de que las maquinas síncronas que están conectadas a un sistema de potencia puedan permanecer con sincronismo aun cuando se las haya puesto bajo una perturbación, esta inestabilidad se produce como oscilaciones angulares estas hacen que el ángulo crezca de algunos generadores esto provoca que no exista sincronismo en el sistema [52], [53]. El principal problema de la estabilidad angular es el estudio de las oscilaciones electromecánicas que existen en los sistemas eléctricos de potencia, esto se produce principalmente por la variación del ángulo en las salidas de potencia de las máquinas, cuando la velocidad permanece constante es debido a que existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada cuando el sistema tiene alguna perturbación el equilibrio se pierde los rotores pueden acelerarse o desacelerarse. Si uno de los generadores es más rápido que otro en algún tiempo su posición angular del rotor con la otra máquina más lenta avanzara, la consecuencia es que la carga se transfiere de la maquina lenta a la rápida esto va a depender de la relación del ángulo de potencia y por ende la

velocidad se va a ver reducida y los ángulos se van a separar, la relación entre ángulo y potencia no son muy lineales[36].

También existe diferentes tipos de estabilidades angulares una de ellas es cuando existen pequeñas perturbaciones esto se lo ve relacionado con la capacidad del sistema para que todas la maquinas tengan un sincronismo bajo perturbaciones que son muy pequeñas, las cuales se las considera perturbaciones bajas que por consecuencia hacen que exista una linealización, estas pequeñas perturbaciones que van a existir va a depender como es el funcionamiento del sistema inicial esta se puede dar en dos formas la primera es que aumenta el ángulo en un modo no oscilatorio esto es causado al no tener un par sincronizador y la segunda son amplitudes crecientes que se presentan por el no amortiguamiento [53].

La estabilidad angular ante grandes perturbaciones es también conocida como estabilidad transitoria, con la cual se analiza si el sistema es capaz de mantenerse en sincronismo cuando es afectado por perturbaciones graves como son los ataques intencionales, por consecuencia tiene unas grandes desviaciones del ángulo la cual tiene una gran relación con la no linealidad del ángulo [36].

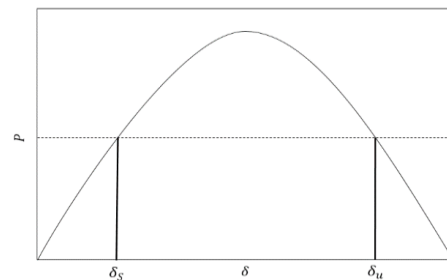
La curva P- δ es empleada para analizar el comportamiento del SEP desde el punto de vista de estabilidad angular, corresponde a los sistemas de energía en un área amplia la cual se ilustra dependiendo de la variación de energía en las líneas de enlace, la potencia de sincronización se considera un índice que permite evaluar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, existe una curva P- δ que permite una simplificación donde se dibuja una curva general de la curva P- δ con los datos reales del sistema [54].

Para que el análisis sea más simple se asume un sistema de bus infinito de una maquina en el cual el modo de oscilación del área amplia equivale a un sistema de un solo bus infinito, la potencia activa se va a obtener ignorando la resistencia del sistema de potencia [55].

$$P = \frac{V_g V_\infty \sin \delta}{X} = A \sin \delta \quad (15)$$

Donde:

- δ La diferencia de fase entre el terminal interno del generador.
- X La reactancia equivalente del sistema.
- V_g Voltaje en el extremo de la transmisión.
- V_∞ Voltaje del terminal interno del generador.



A partir de (15) se puede dibujar la curva

Figura 1. Curva P- δ [37]

P- δ que es la relación que existe entre la potencia activa y la diferencia de fase, se restringe para la transmisión de energía AC, existen dos δ que son los que satisfacen la demanda de energía eléctrica que se la conoce como $\delta = \delta_u$ este es un punto de equilibrio muy inestable ya que la potencia es negativa, por otro lado si $\delta = \delta_s$ el sistema de potencia tiene una potencia positiva el cual el punto de equilibrio estable se vuelve inestable en la parte superior de la curva esto se debe a que la gradiente de la curva es pequeña

por la potencia de sincronización, entonces al graficar el punto de equilibrio estable nos permite analizar la estabilidad [55].

Por lo general los sistemas de transmisión tienen un problema de planificación que se pueden resolver por FOP-DC ya que la resolución es sencilla debido a que se considera un problema por optimización lineal, esto conlleva a que la solución del problema va a ser mucho menor en comparación con otros métodos esto debido a la simplicidad de un flujo óptimo de potencia DC, por lo tanto la resolución es una aproximación con que posee un error reducido por no tener en cuenta algunas variables como la potencia reactiva, tomando en cuenta que las tensiones en cada uno de los nodos son uno por unidad [50].

4.1 Estabilidad angular sistema multimaquina

Los sistemas multimaquina presentan cambios en los flujos de potencia que ocurren a través de las líneas de transmisión, la variable que se va analizar es δ . En los sistemas multimaquina para logra estabilidad se debe restaurar fuerzas iguales o mayores a las fuerzas perturbadores que se generan y se amortigue las oscilaciones en el ángulo de los rotores. Para el estudio de estabilidad angular multimaquina se debe considerar el análisis de la posición angular del rotor, análisis individual de los generadores, el comportamiento para cada generador se lo describe con la ecuación de oscilación, para determinar la estabilidad las maquinas no deben salirse de sincronismo definida en [56]–[58].

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_{max} \sin\delta \quad (16)$$

Donde:

P_m	Potencia mecánica de entrada p.u.
P_{max}	Potencia eléctrica de salida p.u.
H	Constante de inercia. $[MW * S/MVA]$
δ	Ángulo del rotor. $[^\circ]$
t	Tiempo. $[s]$

La relación potencia ángulo se reduce al análisis de la estabilidad angular transitoria, la operación del generador va a depender del punto de la curva P- δ , un decremento de la potencia de transferencia causa un incremento angular, en que el incremento de separación angular hace que el sistema multimaquina sea inestable.

5 Formulación del problema

El problema planteado en el siguiente artículo es generar una expansión óptima del sistema de transmisión en donde se considera ataques intencionales aleatoriamente analizando el comportamiento del sistema durante y después del ataque tomando en cuenta la robustez y estabilidad angular del sistema.

5.1 Expansión óptima y estabilidad angular

Para el modelo de expansión se tomó en cuenta dos modelos los cuales son IEEE 24 barras y sistema Garver los cuales son diseñados para el análisis de expansión de sistemas de transmisión tomando en cuenta un FOP-DC [31].

Se obtiene datos de cada uno de los sistemas mencionados, considerando los siguientes parámetros como son: número de buses, numero de generadores, se establece un sistema base, potencias mínimas y máximas de los generadores, potencias de demanda en cada uno de los

buses, reactancia de las líneas y límite de cargabilidad de cada una de las líneas, todos estos datos se tomaron en base a los modelos que se analizan.

A continuación, la tabla 1 los datos considerada en unidades de generación sistema Garver.

Tabla 1. Características de las unidades de generación Sistema Garver.

G	b	Pmin	Pmax
G1	20	0	400
G2	30	0	400
G3	10	0	600

Las demandas máximas consideradas en cada nodo se definen en la siguiente tabla 2.

Tabla 2. Demanda en cada bus Sistema Garver.

Bus	Pd
1	80
2	240
3	40
4	160
5	240

Para las características de la red de transmisión se tomaron en cuenta los siguientes datos.

Tabla 3. Características de la red Sistema Garver.

Línea	X	Límite	Costo
1-2	0.4	100	40
1-4	0.6	80	60
1-5	0.2	100	20
2-3	0.2	100	20
2-4	0.4	100	40
2-6	0.3	100	30
3-5	0.2	100	20
4-6	0.3	100	30

Para el sistema IEEE 24 barras se tomaron en cuenta los mismos datos que se detallan a continuación.

Se consideró los datos de las unidades de generación del sistema.

Tabla 4. Características de las unidades de generación Sistema IEEE 24 barras.

G	b	Pmin	Pmax
G1	15	30.4	152
G2	15	30.4	152
G3	10	75	350
G4	8	206.85	591
G5	7	12	60
G6	16	54.25	155
G7	16	54.25	155
G8	0	100	400
G9	0	100	400
G10	0	300	300
G11	17	108.5	310

G12	16	140	300
-----	----	-----	-----

Las demandas máximas consideradas para este sistema son los siguientes.

Tabla 5. Demanda en cada bus Sistema IEEE 24 barras.

Bus	Pd
1	380
2	340
3	630
4	260
5	250
6	480
7	440
8	600
9	610
10	680
11	930
12	680
13	110
14	350
15	1170
16	640
17	450

Para todo el sistema de transmisión los datos en la siguiente tabla son la conexión de las líneas de transmisión entre cada bus, la reactancia de las líneas, los límites de las potencias y el costo operativo de cada una de las líneas.

Tabla 6. Características de la red Sistema IEEE 24 barras.

Línea	x	Límite	Costo
1-2	0.01	175	5
1-3	0.2	175	100
1-5	0.09	175	45
2-4	0.1	175	50
2-6	0.2	175	100
3-9	0.1	175	50
3-24	0.08	400	40
4-9	0.1	175	50
5-10	0.08	175	40
6-10	0.06	175	30
7-8	0.06	175	30
8-9	0.1	175	50
8-10	0.1	175	50
9-11	0.08	400	40
9-12	0.08	400	40
10-11	0.08	400	40
10-12	0.08	400	40
11-13	0.04	500	20
11-14	0.04	500	20
12-13	0.04	500	20
12-23	0.09	500	45
13-23	0.08	500	40
14-16	0.03	500	15
15-16	0.01	500	5
15-21	0.02	500	10
15-24	0.05	500	25
16-17	0.02	500	10
16-19	0.02	500	10
17-18	0.01	500	5
17-22	0.1	500	50
18-21	0.01	500	5
19-20	0.01	500	5
20-23	0.01	500	5
21-22	0.6	500	30

Se presentan datos vacíos como el costo operativo de las líneas de transmisión el cual se hizo una relación en base a la reactancia el cual va acorde con el costo operativo de cada una de las líneas de transmisión.

Se realiza aleatoriamente un ataque intencional el cual se lo denomina como una contingencia aleatoria en el que el sistema se puede ver afectado para ello es necesario obtener un índice de contingencias el que se lo representa como una cantidad escalar de la siguiente manera:

$$J = \sum_{i=1}^l \frac{W_i}{m} \left(\frac{f_i}{f_{i_{max}}} \right)^m \quad (17)$$

Donde:

f_i Función escalar que representa la variable del sistema del sistema que se evalúa en flujo de carga o voltaje nodal máximo.

$$\frac{f_i}{f_{i_{max}}} = \frac{P_i}{P_{i_{max}}} \delta \frac{f_i}{f_{i_{max}}} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_{i_{max}}} \quad (18)$$

Donde:

m Valor entero 2 o mayor (par).
 W_i Factor de peso ve la severidad de alguna contingencia sobre las demás.

Se define los ataques intencionales de cada uno de los sistemas, donde las líneas que están operativas representadas por 1 y las que están fuera de servicio por 0, el voltaje en cada uno de los nodos se considera 1 p.u debido al uso de FOP-DC en el que solo considera un análisis de la potencia activa de todo el sistema el cual tiene una severidad aproximada.

Se genera valores como la potencia en los nodos, generadores, ángulo delta y la

expansión más óptima, esta nos va a dar una optimización óptima la cual dice que líneas de transmisión necesitan un refuerzo para que el sistema sea capaz de mantenerse en correcto funcionamiento y que no se vea afectado por los ataques intencionales y que las líneas propuestas sean capaces de mantener el sistema operativo.

Si bien es cierto existen diferentes modelos para el análisis de la estabilidad como el modelo multimaquina, en la presente investigación se considera una impedancia equivalente, se analiza de forma global en un equivalente Thevenin en el nodo de la barra oscilante, los sistemas Garver e IEEE 24 barras se analizan como un modelo clásico de bus infinito que permite una relación potencia ángulo sin considerar un racionamiento de la demanda de cada sistema.

En base a esto se va analizar la estabilidad angular del sistema antes y después del ataque para ver el comportamiento de los dos sistemas la cual representa la variación del ángulo de que existe en el rotor del generador y la potencia que es suministrada por la misma máquina, la curva representa la estabilidad transitoria y permite ver si el sistema es estable o no el cual va a ser caracterizado de la siguiente manera:

$$P = \frac{V_g V_{\infty} \sin \delta}{X} = A \sin \delta \quad (15)$$

Donde:

δ La diferencia de fase entre el terminal interno del generador.
 X La reactancia equivalente del sistema.
 V_g Voltaje en el extremo de la transmisión.

V_{∞} Voltaje del terminal interno del generador.

Según el ataque intencional, el análisis de la curva P-δ nos permite ver las áreas de aceleración y desaceleración donde los indica si el sistema es estable o no.

5.2 Metodología Expansión Óptima

Algoritmo Expansión óptima: Parámetros del modelo

Paso 1: Ingreso de datos matriz conectividad de buses.

$$(bus, node, x) = (bus, node, 'x')$$

$$(bus, node, cost) = (bus, node, 'cost')$$

$$(bus, node, stat) = (bus, node, 'stat')$$

$$(bus, node, Limit) = (bus, node, 'Limit')$$

$$(bus, node, bij) = 1/(bus, node, 'bij')$$

$$M = smax(bus, node, 'bij')$$

Paso 2: Ingreso de ecuaciones.

$$\begin{aligned} P_{ij}(bus, node, k) - (bus, node, bij) \\ * (delta, bus) \\ - (delta, node) \\ \leq M * (1 \\ - alpha(bus, node, k)) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{ij}(bus, node, k) - (bus, node, bij) \\ * (delta, bus) \\ - (delta, node) \\ \geq -M * (1 \\ - alpha(bus, node, k)) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{ij}(bus, node, k) \\ \leq alpha(bus, node, k) \\ * (bus, node, limit) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{ij}(bus, node, k) \\ \geq -alpha(bus, node, k) \\ * (bus, node, limit) \end{aligned}$$

$$alpha(bus, node, k) = alpha(bus, node, k)$$

$$\begin{aligned} LS(bus) + \sum Gen((bus, Gen), Pg(Gen) \\ - (bus, pd)/Sbase) \\ = \sum ((k, node)(node, bus) \\ P_{ij}(bus, node, k)) \end{aligned}$$

Paso 3: Ingreso de Función objetivo.

$$\begin{aligned} OF \\ \geq 10 \\ * 8760 \sum ((Bus, Gen), (Pg) \\ - (bus, pd)/Sbase + 1000000 \\ * \sum (bus, LS) + 1 \times 10^6 \\ * \sum (bus, node, k), (node, bus), 05 \\ * (bus, node, cost) \\ * alpha(bus, node, k) o (node, bus, stat = 0) \end{aligned}$$

Paso 4: Ingreso del modelo de flujo de carga.

$$Limite superior LS = \lim_{LS} (bus, pd)/Sbase$$

$$Limite inferior LS = \lim_{LS} 0$$

$$Limite inferior Gen = \lim_{Gen} (Gen, Pmin)/Sbase$$

$$\begin{aligned} Limite superior Gen \\ = \lim_{Gen} (Gen, Pmax)/Sbase \end{aligned}$$

$$Limite superior alpha = \lim_{alpha} pi/3$$

$$Limite inferior alpha = \lim_{alpha} -pi/3$$

$$\begin{aligned} Limite superior P_{ij} \\ = \lim_{P_{ij}} (bus, node) \\ = (bus, node, limit) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Limite inferior P_{ij} \\ = \lim_{P_{ij}} (bus, node) \\ = -(bus, node, limit) \end{aligned}$$

Paso 5: Índice de contingencias ataques intencionales.

$$J = \sum_{i=1}^l \frac{Wi}{m} \left(\frac{fi}{fi_{max}} \right)^m$$

Paso 6: Estabilidad angular.

$$P = \frac{V_g V_\infty \sin \delta}{X} = A \sin \delta$$

Paso 7: Resultados.

$$\begin{bmatrix} P_{ij} \\ P_g \\ \text{delta} \\ LS \\ \text{alpha} \end{bmatrix}$$

Paso 8: Graficas.

$$\begin{aligned} [P_{ij}] &= [P_{ij} \dots P_{ij_n}] \\ [P_G] &= [PG_1 \dots PG_n] \\ [P - \delta] &= [P - \delta \dots P - \delta_n] \end{aligned}$$

Paso 8: Fin.

6 Análisis de resultados

6.1 Modelo de prueba Garver caso base

En la figura 2 se muestra los resultados de la expansión óptima cuando el sistema no se ve afectado o no presenta ningún ataque intencional en ninguna de las líneas, en este caso la optimización se realizará un refuerzo en la línea 1-5 con 1 línea en paralelo también el aumento de 4 líneas entre 2-6 para que el sistema se mantenga operativo de una manera correcta.

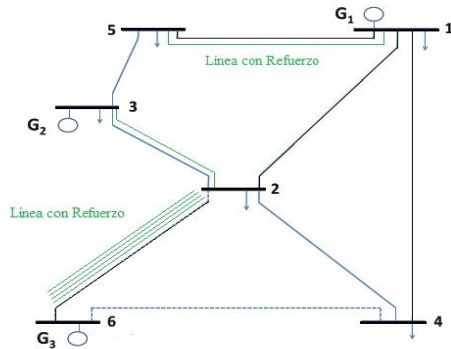


Figura 2. TEP óptimo modelo Garver caso base.

La potencia activa P_{ij} se muestra en la Figura 3 en donde existe potencia en todos los nodos debido no existen ataques.

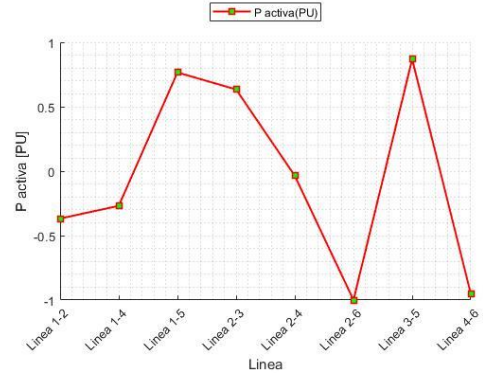


Figura 3. Potencia Activa P_{ij} modelo Garver caso base.

En la Figura 4. Se muestra la potencia activa de cada uno de los generadores, en este caso solo trabajan el generador 1 y el generador 3 la cual es la demanda necesaria para cubrir toda la carga que necesita el sistema.

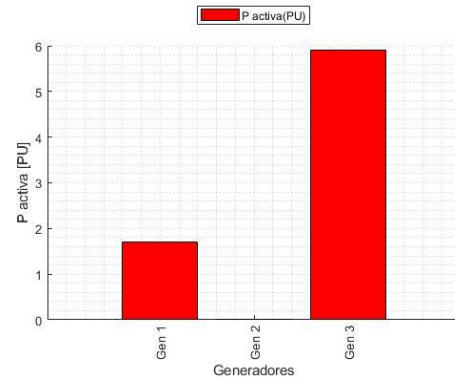


Figura 4. Potencia Activa P_{ij} modelo Garver caso base.

6.2 Modelo de prueba Garver caso 1

En la Figura 5 se muestra los resultados de la expansión óptima cuando el sistema es afectado por ataque intencionales, en las líneas 1-2 y 1-5 en color rojo y en color verde representadas las líneas de refuerzo 2-6, agregando al sistema 4 líneas extras, en 3-5 se agrega 2 líneas que refuerzan por el ataque

realizado y en 4-6 se agregan 2 líneas para reforzar el sistema según la optimización.

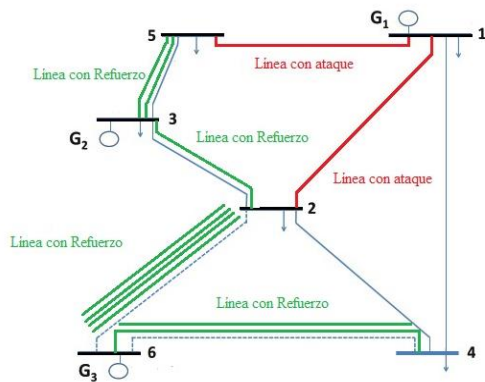


Figura 5. Potencia Activa generadores modelo Garver caso 1.

En la Figura 6 se muestra la potencia en cada uno de las líneas tomando en cuenta las que fueron atacadas, cuando son atacadas se consideran inexistentes, la gráfica va a variar conforme los casos de ataques, en este caso no existe potencia entre los nodos 1-2 es decir menos potencias activas P_{ij} en comparación al anterior caso, se muestra el FOP-DC en comparación en el caso base y el caso 1 del sistema Garver cuando existe ataques intencionales en las líneas 1-4, 1-5, 2-1 y 2-4 el flujo cambia de sentido y en las otras líneas el sistema se mantiene como en el caso de referencia o base.

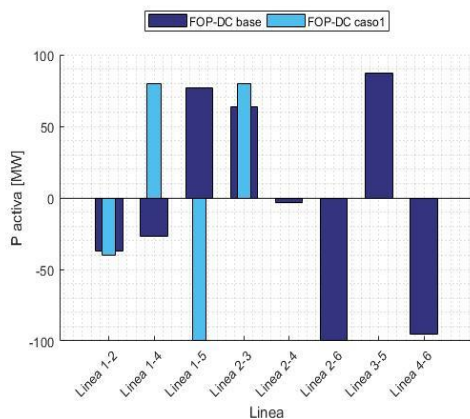


Figura 6. FOP-DC caso base-caso 1 Sistema Garver.

Para las potencias actúan los generadores 1, 2 y 3 el cual cubre la demanda que el sistema requiere para su funcionamiento, se muestra en la Figura 7, donde el generador 1 tiene una potencia de 0.4 el generador 2 de 0.6 y el generador 3 de 1.2 lo que cubre la demanda de 7.6, para este caso los ataques intencionales nos refleja que los tres generadores deben actuar para que la demanda que requiere el sistema en este caso sea suministrada de tal manera no afecte a su funcionamiento y garantiza que el sistema se mantenga estable.

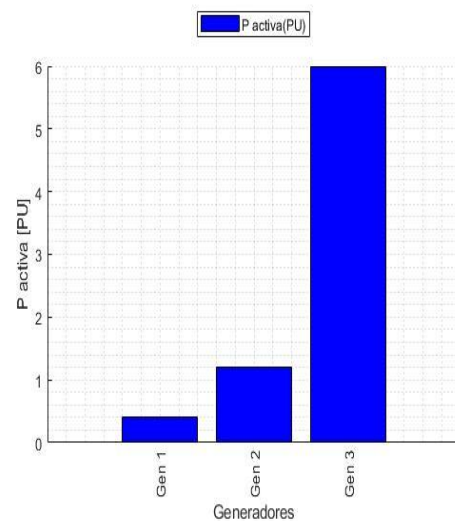


Figura 7. Potencia activa generadores modelo Garver Caso 1.

6.3 Modelo de prueba Garver caso 2

En la Figura 8 se muestra los resultados de la expansión óptima cuando el sistema es afectado por ataques intencionales en las líneas 3-5 y 2-4 representadas en rojo y en verde representadas, las líneas que refuerzan el sistema son 1-5 donde se agregan dos líneas en el sistema, en 2-6 en donde se agregan la mayor cantidad de líneas con refuerzo con 4 y en 4-6 se agregan 3 líneas al sistema, esto permite que el sistema sea

estable y que siga operando a pesar de los ataques intencionales.

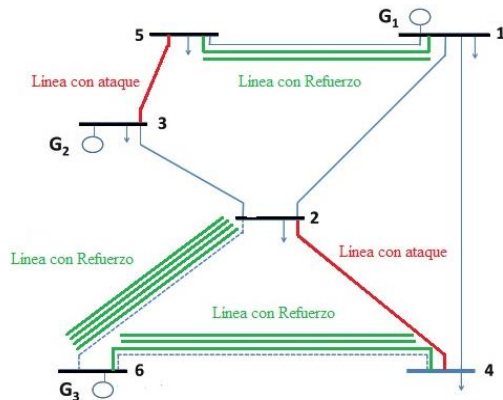


Figura 8. TEP óptimo modelo Garver Caso 2.

En la Figura 9 se muestran las potencias activas en cada uno de los nodos, cambian debido a que están fuera de funcionamiento las líneas 3-5 y 2-4, las potencias cambian para que el sistema tenga un nuevo flujo de potencia que no afecte al funcionamiento del sistema, se muestra el FOP-DC en comparación del caso base y del caso 2 del sistema Garver en donde si existe ataques intencionales y el flujo cambia en la línea 2-3 donde la potencia disminuye.

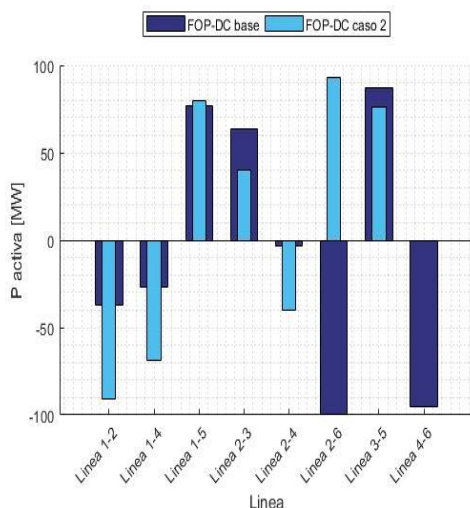


Figura 9. FOP-DC caso base-caso 2 Sistema Garver.

En la Figura 10 se muestran las potencias activas de los generadores, el generador 1 que está inyectando una potencia activa de 1.6 el generador

numero dos no está en funcionamiento lo que quiere decir que no tiene ninguna potencia y el generador número tres es el que está asumiendo la mayor parte de la carga con una potencia activa de 6 este hace que los dos generadores que están en funcionamiento cubran la demanda de 7.6 que necesita el sistema, para un correcto funcionamiento.

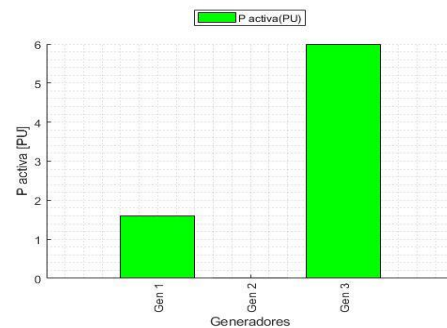


Figura 10. Potencia activa generadores Sistema Garver caso 2.

6.4 Modelo de prueba IEEE 24 barras caso base

En la Figura 11 se muestran los resultados de la expansión óptima cuando el sistema no es afectado por ataques.

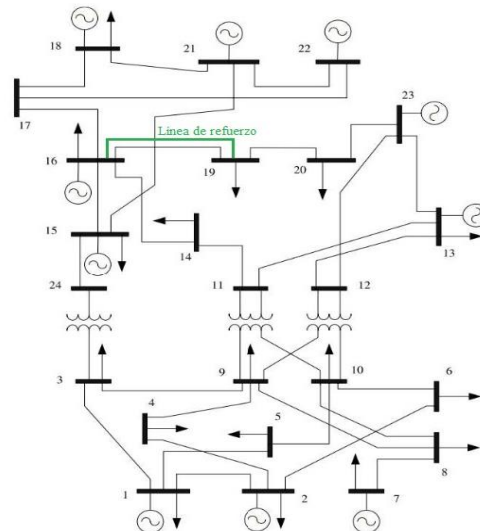


Figura 11. TEP óptimo modelo IEEE 24 barras caso base.

En la Figura 12 se muestran las potencias activas en cada uno de las líneas, debido a que no exista ningún

ataque intencional, se lo toma como un sistema de base para comparar con los modelos que poseen perturbaciones y pueden afectar al funcionamiento del sistema.

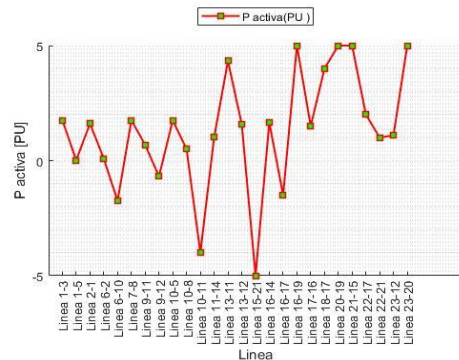


Figura 12. Potencia activa P_{ij} modelo IEEE 24 barras caso base.

Las potencias de los 12 generadores se muestran en la Figura 13, proveen de la demanda que requiere el sistema para su correcto funcionamiento, el caso presentado se toma como referencia para los demás en donde se presentan ataques intencionales.

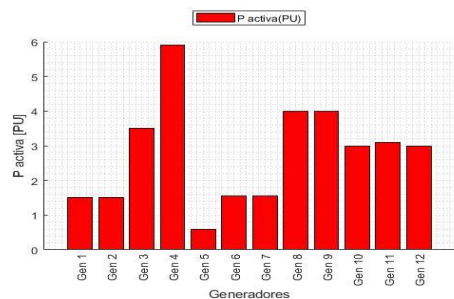


Figura 13. Potencia activa generadores modelo IEEE 24 barras caso base.

6.5 Modelo de prueba IEEE 24 barras caso 1

En la Figura 14 se muestra los resultados de la expansión óptima, afectado por ataques intencionales en las líneas 4-9, 9-11 y 11-13 en color rojo, en verde se representa las líneas adicionales, en 12-13 se aumenta una línea y en 16-19 otra línea, refuerzan el sistema, no se ve afectado considerando que los ataques

intencionales se realizan en tres líneas del sistema lo que se considera un sistema muy estable.

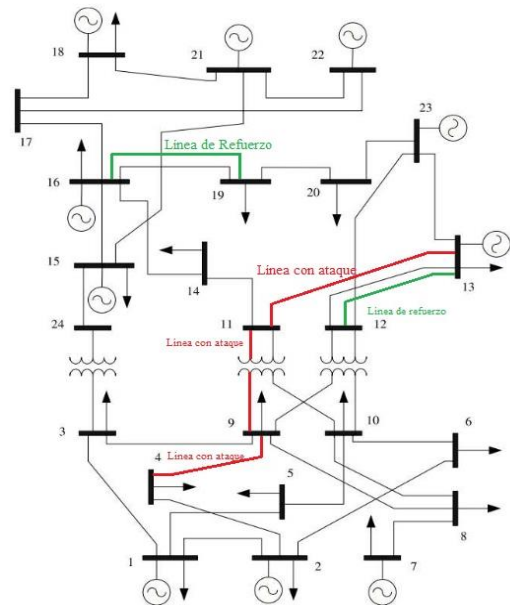


Figura 14. TEP óptimo modelo IEEE 24 barras caso 1

En la Figura 15 se muestra las potencias activas en cada uno de las líneas, las líneas que están fuera de servicio son 4-9 y 11-13, las líneas de conexión no son las mismas en comparación con el caso base, el flujo de potencia cambia debido a los ataques intencionales provocados, el sistema presente nuevos valores en las líneas, se puede ver cuales potencias disminuyen y las que tienen un cambio de sentido ante los ataques intencionales.

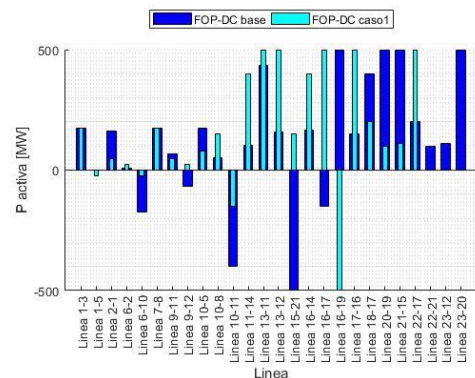


Figura 15. FOP-DC caso base-caso1 modelo IEEE 24 barras.

Las potencias activas de los generadores se muestran en la Figura 16, la suma de las potencias de los 12 generadores debe cubrir la demanda que requiere el sistema ante los ataques intencionales que pueden afectar al funcionamiento.

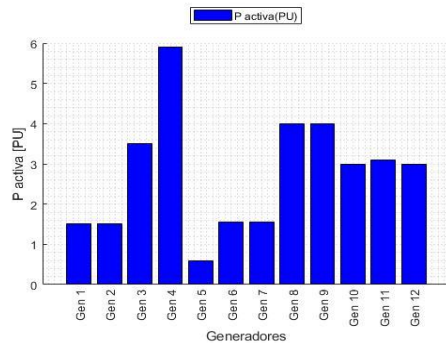


Figura 16. Potencia activa generadores modelo IEEE 24 barras caso 1.

6.6 Modelo de prueba IEEE 24 barras caso 2

La Figura 17 muestra los resultados de la expansión óptima cuando el sistema es afectado en las líneas 5-10, 11-14 y 20-23 representadas en rojo, en verde se representa las líneas que refuerzan el sistema, 12-23 se aumenta una línea para que refuerzan el sistema, se mantenga estable y tenga un correcto funcionamiento.

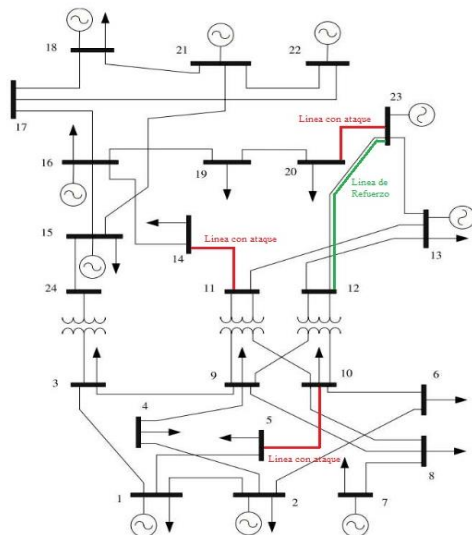


Figura 17. TEP óptimo modelo IEEE 24 barras caso 2.

En la Figura 18 se muestra las potencias activas de cada línea en donde fueron realizados los ataques intencionales 20-23, 5-10 y 11-14, lo que hace que las conexiones de las líneas sean afectadas, en donde se observa el cambio de flujo de potencia cuando se ve afectado y cuando se aplica el modelo propuesto por la optimización, las potencias se reducen y cambian de sentido.

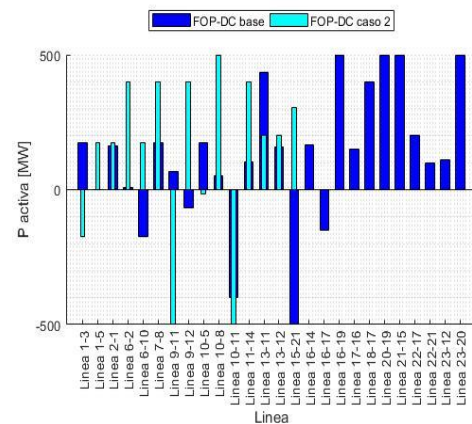


Figura 18. FOP-DC caso base-caso2 modelo IEEE 24.

Las potencias de los generadores mostradas en la Figura 19 comparadas con los demás casos están operativos y su generación entregada no cambia por lo que el sistema se vuelve muy estable a pesar de los ataques intencionales realizados no afecta a la distribución del sistema y garantiza su correcto funcionamiento.

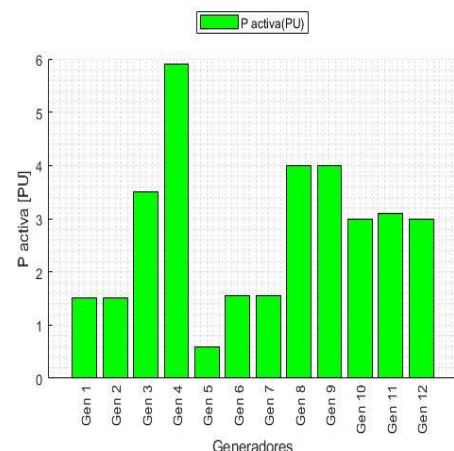


Figura 19. Potencia activa generadores modelo IEEE 24 barras caso 2.

6.7 Índice de contingencias

El índice de contingencias es identificar cuál de los ataques que se realizan van a afectar con mayor fuerza, con un ranking representado en un número escalar que mientras más alto se va a ver más afectado el sistema.

Para el sistema Garver se realizó cuatro ataques intencionales en el cual el ranking se va a representar en la tabla 7, el ataque que más afecta al funcionamiento del sistema es el de la línea 1-5, el que menos afecta es el de la línea 1-2.

Tabla 7. Ranking índice de contingencias sistema Garver.

Ataque Línea	J
1-5	16.36
3-5	15.79
2-4	11.12
1-2	10.80

Para el sistema IEEE 24 barras se realizó seis ataques intencionales que afectaron al comportamiento del sistema, en la tabla 8 se muestra el ranking del índice de contingencias en donde el ataque que más afecta es el de la línea 11-13 esto se debe a que en esta línea se encuentra un transformador el cual afecta de manera directa, por eso es más crítico que ocurra un ataque en esta línea.

Tabla 8. Ranking índice de contingencias sistema IEEE 24 Barras.

Ataque Línea	J
11-13	9.095
9-11	8.19
4-9	8.167
20-23	7.80
5-10	7.70
11-14	5.91

6.8 Estabilidad angular

El análisis de la estabilidad angular se la va a realizar con la representación de la curva P- δ en el que se define que el margen de la estabilidad está dada entre $0 \leq \delta \leq 90$, el límite inferior está dado por la barra oscilante del sistema y el límite

superior se va a definir por los valores de los ángulos $\delta_1 = 23.55^\circ$ y $\delta_2 = 30.2^\circ$, que definen área de aceleración y el área de desaceleración se define entre $\delta_2 - \pi - \delta_2$, en la Figura 20 se puede ver los límites de las áreas en la curva P- δ , en donde el área de aceleración es 9.36, el área de desaceleración es 79.56, según la comparación de estas dos áreas el sistema es estable ya que el área de desaceleración es mayor al área de aceleración.

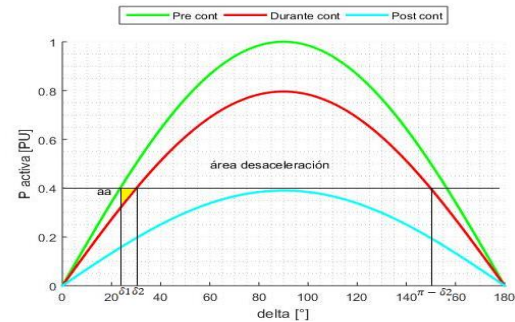


Figura 20. Análisis curva P- δ contingencias en sistema Garver.

En la Figura 21 el análisis de la estabilidad angular, en la curva P- δ el margen de estabilidad se define $0 \leq \delta \leq 90$, los límites inferiores y superiores se dan por la barra oscilante, $\delta_1 = 20.5^\circ$ y $\delta_2 = 44.2^\circ$, definen el área de aceleración, mientras que $\delta_2 = 44.2^\circ$ hasta $\pi - \delta_2$, en la Figura 21 se ven los límites de las áreas en la curva P- δ , el área de aceleración es 119 mientras el área de desaceleración es 548.16, el área de desaceleración es mayor que el área de aceleración define que el sistema es estable.

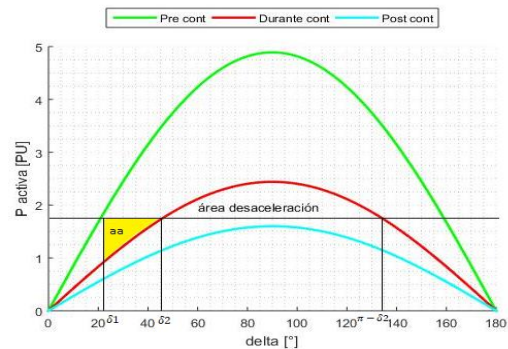


Figura 21. Análisis curva P- δ contingencias en sistema IEEE 24 barras.

7 Conclusiones

En la presente investigación se propuso un modelo de expansión óptima considerando ataques intencionales que se basa en la resolución de un FOP-DC en el que se logró conseguir plantear un modelo que diga cuales son las líneas de transmisión que se debe agregar dando así solución al problema planteado en esta investigación, con los resultados obtenidos se pretende garantizar un sistema de transmisión seguro que garantice su funcionamiento aun cuando existen contingencias como ataques intencionales que no son eléctricos si no hace referencia a un atentado a las líneas de transmisión que puedan existir en el sistema.

Para el modelo óptimo de expansión se analizó en dos sistemas en Garver y en IEEE 24 barras que son modelos adecuados para el análisis del TEP en donde los resultados que se obtuvo se logró un sistema robusto que permite que cuando se realizan ataques intencionales aleatoriamente logre decir cuáles de las líneas son las adecuadas y que se deben aumentar para que el sistema siempre este reforzado y nunca salga de funcionamiento cumpliendo el objetivo de una óptima expansión del sistema de transmisión.

Se logró encontrar los índices de contingencia en un ranking en los que definen cuál de los ataques realizados son los que pueden afectar con mayor gravedad a los sistemas analizados, se definió cual ataque es el que puede afectar más a su funcionamiento logrando ver cual afecta más y cual afecta menos en los dos sistemas en lo que se realizaron los ataques.

En la estabilidad angular según el análisis de la curva $P-\delta$ se analiza antes durante y después que se aplica el modelo

de expansión dando como resultado que el sistema se mantiene estable después de aplicar las optimizaciones obtenidas.

Se logro aplicar la relación potencia ángulo que representa la curva $P-\delta$, donde se tomó a los sistemas analizados como un modelo de sistema bus infinito mediante un equivalente Thevenin en la barra oscilante del sistema lo que permitió que se analice las áreas de aceleración y desaceleración para poder determinar si los sistemas eran estables antes durante y después de la aplicación del modelo de optimización.

Es de suma importancia realizar una óptima TEP ante estos tipos de ataques que cada día son más comunes y que afectan a los sistemas eléctricos de potencia.

8 Trabajos futuros y recomendaciones

El estudio de la expansión óptima de un sistema de transmisión considerando solo FOP-DC se ve muy limitado, esto nos da la apertura de realizar estudios con flujos óptimos de potencia AC (FOP-AC)) en donde se pueden considerar más elementos para el análisis de la estabilidad angular transitoria.

9 Referencias

- [1] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, "Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión," *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020.
- [2] D. Carrión, "Energy saving model through lighting management systems for residences," in *2013 Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, 2013, pp. 0–5.
- [3] R. A. Bolaños Ocampo and C. A.

- Correa Florez, "Planeamiento de la transmisión considerando seguridad e incertidumbre en la demanda empleando programación no lineal y técnicas evolutivas," *Tecnura*, vol. 18, no. 39, p. 62, 2013.
- [4] E. B. Cedeño and S. Arora, "Performance comparison of Transmission Network Expansion Planning under deterministic and uncertain conditions," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 7, pp. 1288–1295, 2011.
- [5] J. M. Arroyo, N. Alguacil, and M. Carrión, "A risk-based approach for transmission network expansion planning under deliberate outages," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1759–1766, 2010.
- [6] D. Carrión, J. W. González, G. J. López, and I. A. Isaac, "Alternative fault detection method in electrical power systems based on ARMA model," *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, 2019.
- [7] D. Carrión, J. W. González, I. A. Isaac, and G. J. López, "Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2017, p. 6.
- [8] J. M. Arroyo and F. D. Galiana, "On the solution of the bilevel programming formulation of the terrorist threat problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 789–797, 2005.
- [9] P. Masache and D. Carrión, "Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias," *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [10] J. S. Simonoff, C. E. Restrepo, and R. Zimmerman, "Risk-management and risk-analysis-based decision tools for attacks on electric power," *Risk Anal.*, vol. 27, no. 3, pp. 547–570, 2007.
- [11] A. Sánchez and D. Carrión, "Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2017.
- [12] D. Carrión, A. Ayo, and J. W. González, "Alternative Under Frequency Load Disconnection Methodology Based on Semi-Adaptative Model," *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 1, pp. 96–107, 2020.
- [13] L. Cruz, D. Carrión, and A. Riofrío, "Localización de fallas mediante la transformada de wavelet en líneas de transmisión," *Rev. Técnica "Energía"*, vol. 13, no. 1, p. 11, 2017.
- [14] H. Nemati, M. A. Latify, and G. Reza Yousefi, "Optimal Coordinated Expansion Planning of Transmission and Electrical Energy Storage Systems under Physical Intentional Attacks," *IEEE Syst. J.*, vol. 14, no. 1, pp. 793–802, 2020.
- [15] P. Escudero and D. Carrión, "Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC," *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
- [16] Y. Fan *et al.*, "Angular stability measurement of a cryocooled double-crystal monochromator at SSRF," *Nucl. Instruments Methods Phys. Res. Sect. A Accel. Spectrometers, Detect. Assoc. Equip.*, vol. 983, no. 239, p.

- 164636, 2020.
- [17] P. F. S. Freitas, L. H. Macedo, and R. Romero, "A strategy for transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 172, no. August 2018, pp. 22–31, 2019.
 - [18] D. Carrión and J. W. González, "Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia," *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.
 - [19] D. Carrión, E. Correa, and E. M. Garcia, "Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo," *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Tecnol. Inf.*, no. E30, p. 241 527, 2019.
 - [20] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, "Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 4, pp. 534–541, 2021.
 - [21] A. Mahmoudabadi, M. Rashidinejad, M. Mohammadian, M. Zeinaddini Maymand, M. Rahmani, and H. Khorasani, "An application of CHA to concurrent short-term transmission expansion & reactive power planning," *2011 IEEE PES Trondheim PowerTech Power Technol. a Sustain. Soc. POWERTECH 2011*, vol. 1, no. 3, p. 7, 2011.
 - [22] G. Qu, H. Cheng, L. Yao, Z. Ma, and Z. Zhu, "Transmission surplus capacity based power transmission expansion planning using chaos optimization algorithm," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 1, pp. 19–27, 2008.
 - [23] J. M. Lezama Lopez and L. A. Pareja Gallego, "Flujo de potencia optimo usando el metodo del gradiente para reduccion de perdidas en sistemas de potencia," *Ing. y Cienc.*, vol. 4, pp. 71–85, 2008.
 - [24] Z. Li, J. Yu, and Q. H. Wu, "Approximate Linear Power Flow Using Logarithmic Transform of Voltage Magnitudes with Reactive Power and Transmission Loss Consideration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 4593–4603, 2018.
 - [25] A. Simo, C. Barbulescu, S. Kilyeni, and A. Stoian, "Transmission network expansion planning software-tools," *SACI 2015 - 10th Jubil. IEEE Int. Symp. Appl. Comput. Intell. Informatics, Proc.*, pp. 181–186, 2015.
 - [26] J. D. Weber, "Implementation of a Newton-based Optimal Power Flow into a power system simulation environment," *Univ. Illinois*, vol. 2, p. 92, 1997.
 - [27] D. Carrion, A. Ayo, and J. W. Gonzalez, "Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model," *Proc. - 2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2019*, pp. 361–365, 2019.
 - [28] J. Choi, T. D. Mount, and R. J. Thomas, "Transmission expansion planning using contingency criteria," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2249–2261, 2007.
 - [29] Y. V. Makarov and R. C. Hardiman, "Risk, Reliability, Cascading, and Restructuring," *2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. Conf. Proc.*, vol. 3, pp. 1417–1429, 2003.
 - [30] P. Zhang, S. T. Lee, and D. Sobajic, "Assessment Methods P

- ’,” *Proc. 8th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. Ames*, vol. 2, no. 1, pp. 12–16, 2004.
- [31] E. Inga, D. Carrión, A. Aguila, E. García, R. Hincapié, and J. W. González, “Minimal Deployment and Routing Geographic of PMUs on Electrical Power System based on MST Algorithm,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 5, pp. 2264–2270, 2016.
- [32] B. Zhao, J. Ren, J. Chen, D. Lin, and R. Qin, “Tri-level robust planning-operation co-optimization of distributed energy storage in distribution networks with high PV penetration,” *Appl. Energy*, vol. 279, no. August, p. 115768, 2020.
- [33] Y. Liu, R. Sioshansi, and A. J. Conejo, “Multistage Stochastic Investment Planning With Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 781–791, 2017.
- [34] S. Gao, B. Hu, K. Xie, T. Niu, C. Li, and J. Yan, “Spectral clustering based demand-oriented representative days selection method for power system expansion planning,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 125, no. October 2020, 2021.
- [35] N. E. Koltsaklis and A. S. Dagoumas, “State-of-the-art generation expansion planning: A review,” *Appl. Energy*, vol. 230, no. April, pp. 563–589, 2018.
- [36] C. Andersson, J. E. Solem, and B. Eliasson, “Definition and Classification of Power System Stability,” *2005 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 1, no. 2, pp. 650–655, 2005.
- [37] J. Ramirez, D. Carrión, and E. Inga, “Compensación reactiva en redes eléctricas de transmisión basado en programación no lineal considerando ubicación óptima de SVC,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. February, 2021.
- [38] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [39] D. Salazar, J. García, and E. Carrión, “Recarga de vehículos eléctricos mediante una optimización entera mixta con participación de respuesta de la demanda,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 0–6, 2020.
- [40] F. M. Hughes and A. Brameller, “Simplified studies in multimachine power systems,” *Steady state Instab. Simpl. Stud. multimachine power Syst.* 3859, vol. 102, no. 12, p. 3859, 1983.
- [41] V. Z. Farahani and S. Jadid, “Assessment of restructured power systems security using Contingency Sensitivity Index,” *40th North Am. Power Symp. NAPS2008*, pp. 1–7, 2008.
- [42] D. H. Kelly, “Flow solution using lagrangian multipliers and the hessian matrix,” no. 7, pp. 1292–1297, 1973.
- [43] P. Masache, D. Carrión, and J. Cárdenas, “Optimal Transmission Line Switching to Improve the Reliability of the Power System Considering AC Power Flows,” *Energies 2021, Vol. 14, Page 3281*, vol. 14, no. 11, p. 3281, Jun. 2021.
- [44] A. Lotfjou, Y. Fu, and M. Shahidehpour, “Hybrid AC/DC Transmission Expansion Planning,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 3, pp. 1620–

- 1628, Jul. 2012.
- [45] K. S. Verma and H. O. Gupta, "Impact on real and reactive power pricing in open power market using unified power flow controller," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 365–371, 2006.
 - [46] H. Niu, R. Baldick, and G. Zhu, "Supply function equilibrium bidding strategies with fixed forward contracts," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1859–1867, 2005.
 - [47] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. Gonzalez, "Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria," in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed. Springer, 2021, pp. 266–279.
 - [48] J. Toctaquiza and D. Carrión, "Estado del arte modelo óptimo de operación posterior a ataques intencionales considerando conmutación de los sistemas de transmisión," *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 18, no. 2, p. 17, 2021.
 - [49] A. Capasso, A. Cervone, R. Lamedica, and L. Palagi, "A LP and MILP methodology to support the planning of transmission power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 699–707, 2016.
 - [50] Z. M. Al-Hamouz and A. S. Al-Faraj, "Transmission-expansion planning based on a non-linear programming algorithm," *Appl. Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 169–177, 2003.
 - [51] A. K. Ferdavani, M. Salem, I. Alhamrouni, and A. Khairuddin, "Transmission expansion planning using AC-based differential evolution algorithm," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 10, pp. 1637–1644, Oct. 2014.
 - [52] I. Campaña and D. Carrión, "Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1," Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
 - [53] L. L. Grigsby, "Power system stability and control," *Power Syst. Stab. Control. Third Ed.*, vol. 46, no. 0, pp. 1–450, 2012.
 - [54] T. Hashiguchi *et al.*, "Identification of characterization factor for power system oscillation based on multiple synchronized phasor measurements," *Electr. Eng. Japan (English Transl. Denki Gakkai Ronbunshi)*, vol. 163, no. 3, pp. 10–18, 2008.
 - [55] T. Fujita *et al.*, "Analytical study of wide-area power system dynamics based on P- δ curve," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, no. August 2014, 2012.
 - [56] D. Carrión, J. Francisco, and M. Paul, "Revisión para la restauración óptima de la operación del sistema eléctrico basado en criterios de calidad de energía y estabilidad," *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, p. 9, 2021.
 - [57] J. Pilatásig Lasluisa and D. Carrión, "Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte," *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
 - [58] Ingeniero_Electricista, *Estabilidad angular de un sistema multimáquinas*. 2014.

9.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 9. Matriz de estado del arte

DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA																									
AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	ATAQUES INTENCIONALES EN	DC-OPF	FLUJOS DE POTENCIA	AC-OPF	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	ESTABILIDAD ANGULAR	EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	PLANEACIÓN ÓPTIMA DE EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE	ÓPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN	ESTABILIDAD	ATAQUES INTENCIONALES	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	LINEAR PROGRAMING	COSTO	TIEMPO HORIZONTE	CONTINGENCIAS N-1	VOLTAJE 1 pu	INTERRUPCIONES	CAPACIDAD DE LA LÍNEA	FIABILIDAD	DESCONEXIÓN DE CARGA	ATAQUES DELIBERADOS	POTENCIA ACTIVA REACTIVA	ESTABILIDAD ANGULAR	LP	MILP	INTERFEROMETROS	CURVA P-δ	ÓPTIMIZACIÓN	FLUJOS DE POTENCIA	FLUJOGRAMAS	REGRESIÓN ESTADÍSTICA	SMINLP	MPI	ALGORITMOS, HEURÍSTICAS o METAHEURÍSTICAS	MILP	PLANIFICACIÓN DETERMINISTA	DC-OPF	AC-OPF	TÉCNICAS DE ÁREAS IGUALES	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN
2020	Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión	2	✗			✗			✗	✗				✗		✗				✗		✗				✗		✗	✗								✗			✗						
2013	Planeamiento de la transmisión considerando seguridad e incertidumbre en la demanda empleando programación no lineal y técnicas evolutivas	7	✗						✗	✗					✗				✗																		✗			✗			✗			
2011	Performance comparison of Transmission Network Expansion Planning under deterministic and uncertain conditions	45							✗	✗	✗						✗	✗															✗							✗						
2010	A risk-based approach for transmission network expansion planning under deliberate outages	70	✗					✗	✗				✗							✗														✗							✗					
2005	On the solution of the bilevel programming formulation of the terrorist threat problem	248	✗				✗						✗											✗						✗									✗							
2007	Risk-management and risk-analysis-based decision tools for attacks on electric	84	✗						✗				✗								✗														✗						✗					
2020	Optimal Coordinated Expansion Planning of Transmission and Electrical Energy Storage Systems under Physical Intentional Attacks	1	✗				✗		✗	✗			✗								✗				✗								✗										✗			
2020	Angular stability measurement of a cryocooled double-crystal monochromator at SSRF	1				✗		✗				✗															✗			✗												✗				

[illegible]

9.2 Resumen de Indicadores

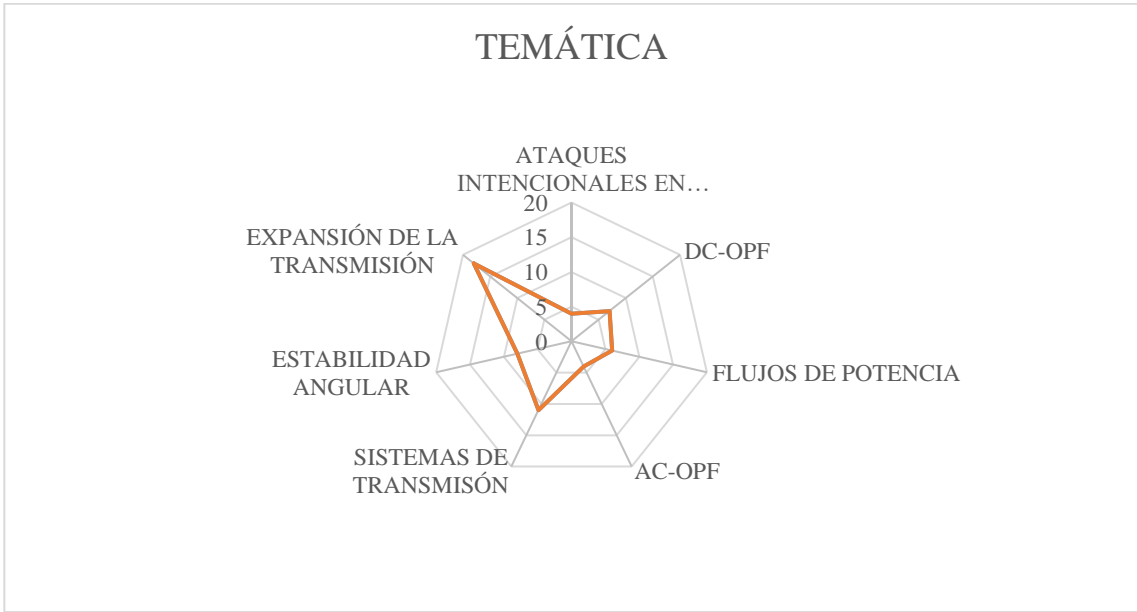


Figura 1. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

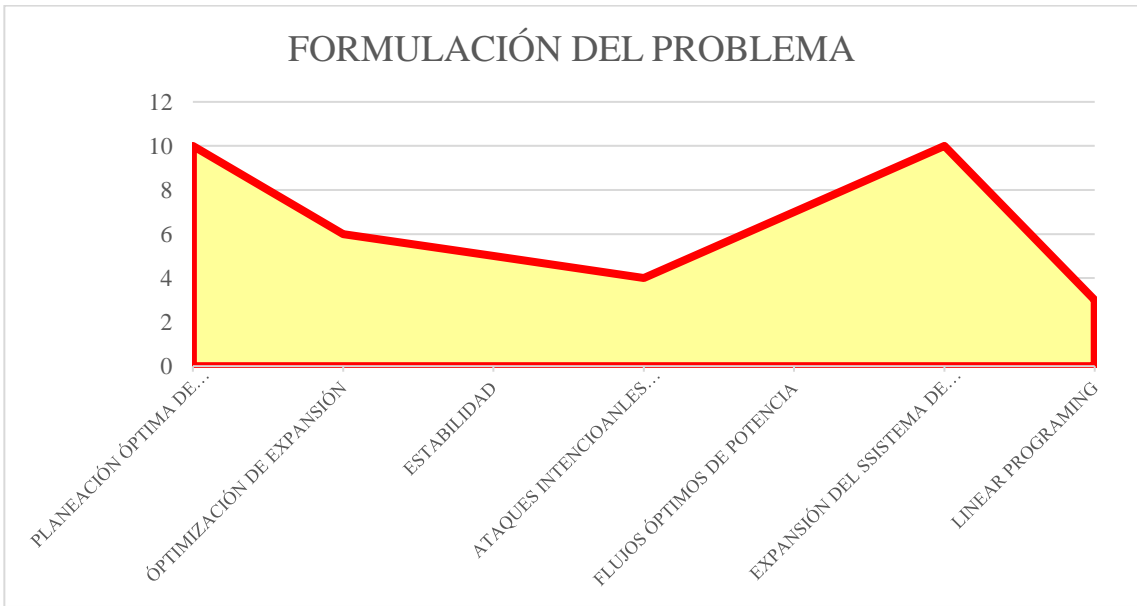


Figura 2. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

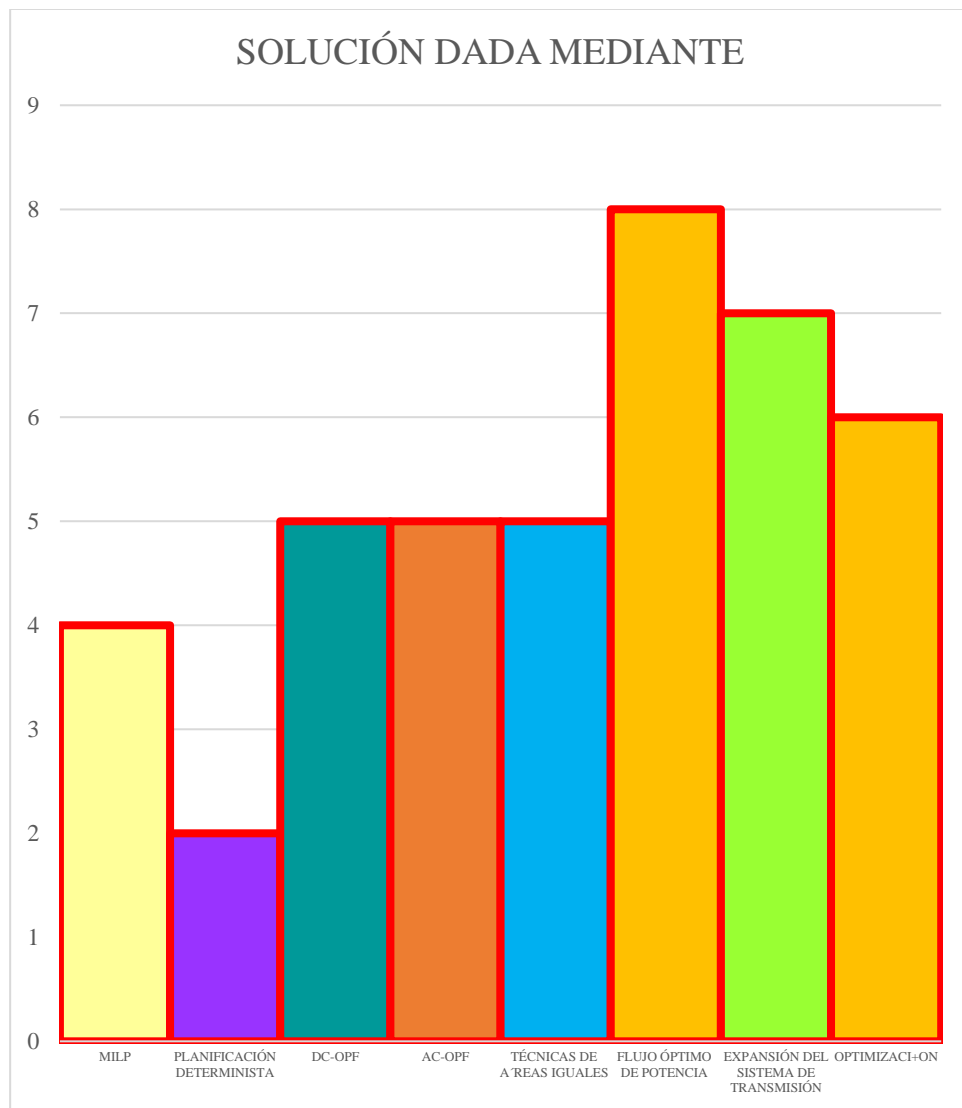


Figura 3. Indicador de solución - Estado del arte